

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 08 DE 2016

(UPME 08 – 2016)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UNA BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN EN LA SUBESTACIÓN LA
SIERRA 230 kV EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA**

Bogotá D. C., julio de 2016

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de obras en la Subestación La Sierra 230 kV	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto en la Subestación La Sierra 230 kV	7
10	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	8
11	3.1 Parámetros del Sistema	9
12	3.2 Nivel de Corto Circuito	9
13	3.3 Materiales	9
14	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	10
15	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	10
16	3.6 Pruebas en Fábrica	11
17	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	11
18	4.1 General	11
19	4.1.1 Predio de la Subestación La Sierra 230 kV	11
20	4.1.2 Espacios de Reserva	12
21	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	13
22	4.1.4 Servicios Auxiliares	13
23	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común	13
24	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	14
25	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	15
26	4.4 Procedimiento General del Diseño	15
27	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	16
28	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	17
29	4.4.3 Estudios del Sistema	18
30	4.4.4 Distancias de Seguridad	19
31	4.5 Equipos de Potencia	19
32	4.5.1 Interruptores	19
33	4.5.2 Descargadores de Sobretensión	20
34	4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	21
35	4.5.4 Transformadores de Tensión	21
36	4.5.5 Transformadores de Corriente	22
37	4.5.6 Equipo GIS o Híbrido	23
38	4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra	23
39	4.5.8 Apantallamiento de la Subestación	24
40	4.6 Equipos de Control y Protección	24
41	4.6.1 Sistemas de Protección	24

1	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	25
2	4.6.3	Controladores de Bahía.....	29
3	4.6.4	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	30
4	4.6.5	Switches.....	30
5	4.6.6	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	31
6	4.6.7	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	31
7	4.6.8	Requisitos de Telecomunicaciones.....	33
8	4.7	Obras Civiles.....	33
9	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	34
10	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	34
11	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	34
12	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	35
13	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	36
14	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	36
15	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	36
16	9.	FIGURAS.....	36
17			

1
2
3
4 **ANEXO 1**

5
6
7
8 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

9 Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas
10 en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de
11 Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 08 – 2016.

12 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo",
13 "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender
14 efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales
15 y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

16 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente
17 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista,
18 corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

19 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
20 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
21 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de
22 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial
23 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de
24 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este
25 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las
26 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia
27 los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de
28 ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán
29 ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y
30 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo
31 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en
32 los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
33 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
34 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
35 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

36
37 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

38 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
39 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME
40 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
41

1 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
2 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
3 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.
4

5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE , con el Código de Redes, con
7 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
8 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
9 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
10 según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de
11 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre
12 cualquier versión anterior de los citados documentos.
13

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18

19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

20
21
22
23 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
24 servicio, operación y mantenimiento de una bahía de transformación 230 kV en la
25 subestación La Sierra 230 kV, aprobado en el “Plan de Expansión de Referencia
26 Generación – Transmisión 2015 - 2029”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
27 Minas y Energía 40095 del primero de febrero de 2016, el cual comprende:

- 28 i. Construcción de una (1) bahía de línea a 230 kV, en configuración interruptor y
29 medio, en la Subestación La Sierra 230 kV y del corte central si el Inversionista
30 determina instalar dicha bahía sobre un diámetro nuevo.

31 NOTAS:

- 32
33 1. El Diagrama unifilar de la Subestación La Sierra 230 kV hace parte del Anexo 1. El
34 Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad,
35 podrá modificar la disposición del diagrama unifilar previa revisión y concepto del
36 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
37 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
38 Subestación, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
39

- 1 2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
2 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
3 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el
4 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
5 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
6
- 7 3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
8 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
9
- 10 4. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
11 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
12 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
13 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
14 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
15 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto. Se debe tener en
16 cuenta lo manifestado por E.P.M E.S.P mediante oficio con radicado UPME
17 20161110034922 y eventuales aclaraciones posteriores, en cuanto a la
18 obsolescencia de del sistema de comunicaciones, control y protecciones de la
19 subestación de dicho agente, la necesidad de modernización del mismo y la
20 responsabilidad por su ejecución.
21
- 22 5. Se debe garantizar que los espacios de reserva en la Subestación del STN y/o del
23 STR no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura
24 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente
25 Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que el espacio ocupado por la
26 bahía construida en la presente convocatoria se deba reponer en otro lugar, con
27 excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese
28 declarado antes del inicio de la convocatoria.
29
- 30 6. Se debe tener en cuenta que según lo manifestado por E.P.M E.S.P mediante oficio
31 con radicado UPME 20161110034922 "...En el desarrollo de la ingeniería del proyecto
32 interconexión Cocorná – La Sierra 110 kV se ha evidenciado que después de la instalación
33 de los tableros del proyecto del STR, no se tendrá espacio disponible en el edificio de control
34 para la ubicación de otros tableros adicionales...".
35
36
37

2.1 Descripción de obras en la Subestación La Sierra 230 kV

38 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del diseño, la construcción, la
39 operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.
40
41

1
2 La bahía de transformación deberá mantener la configuración de la existente Subestación
3 La Sierra 230 kV, la cual es Interruptor y Medio. Los equipos a instalar podrán ser
4 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
5 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
6 interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los
7 demás requisitos establecidos en los DSI.

8
9 El Inversionista podrá instalar la nueva bahía de transformación en el patio de Empresas
10 Públicas de Medellín E.S.P. – EPM completando el corte c del existente diámetro 6, o podrá
11 instalar la nueva bahía de transformación en el patio de ISA-INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
12 caso en el cual deberá realizarse sobre un diámetro nuevo e instalar el corte central y la
13 conexión con el otro barraje; dicha conexión debe poderse remover fácilmente para la futura
14 instalación de una nueva bahía. Para cualquier opción, el Inversionista de la presente
15 convocatoria deberá hacerse cargo del enlace entre la bahía y los bornes del transformador,
16 incluido cableado, soportes y/o canalizaciones. En la Figura 1 del presente Anexo 1 se
17 indican las opciones. Se deberá tener en cuenta lo señalado por EMP en oficio con radicado
18 UPME 20161110034922 y lo señalado por ISA-INTERCOLOMBIA en oficios UPME
19 20161110011682 y UPME 20161110032062.

20
21 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación,
22 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
23 infraestructura existente en la Subestación La Sierra 230 kV.

24
25 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación La Sierra 230 kV deberán ser
26 completamente nuevos y de última tecnología. El diagrama unifilar de la Subestación La
27 Sierra 230 kV se muestra en la Figura 1.

28
29 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión del
30 transformador 230/110 kV, tanto el Transmisor Nacional como el Transmisor Regional
31 podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será
32 responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

33 34 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto en la Subestación La Sierra 230 kV**

35
36 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
37 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la
38 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código
39 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
40 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
41 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

1
2 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
3 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
4 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
5 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.
6

7 La Subestación La Sierra 230 kV es propiedad de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P y
8 Empresas Públicas de Medellín E.S.P – EPM. De acuerdo con lo solicitado por EPM S.A.
9 E.S.P a la UPME, se prevé la conexión de un transformador para el STR, en la Subestación
10 La Sierra 230 kV.
11

12 La frontera entre el Transmisor y el STR será en los bornes de alta del transformador.
13 Considerando que el Inversionista se hará cargo de la bahía de transformación del lado de
14 alta, deberá hacerse cargo del enlace entre ésta y los bornes del transformador, incluido
15 cableado, soportes y/o canalizaciones.
16

17 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
18 y los propietarios de la Subestación La Sierra 230 kV deberá incluir, entre otros aspectos y
19 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para
20 la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de
21 control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de
22 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
23 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
24 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
25 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas
26 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
27 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
28 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
29 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
30 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
31 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.
32
33
34

35 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

36

37 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
38 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
39 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
40 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
41 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,

1 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
2 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

3
4 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
5 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

7 **3.1 Parámetros del Sistema**

8
9 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
10 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
11 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

12 **Generales:**

14 Tensión nominal	230 kV.
15 Frecuencia asignada	60 Hz.
16 Puesta a tierra	Sólida.
17 Numero de fases	3.

18 **Subestación 230 kV:**

19 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
20 Servicios Auxiliares DC	125V.
21 Tipo de la Subestación	Convencional.

22 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

23
24 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
25 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
26 la subestación, será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de
27 corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria
28 no deberá ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a
29 los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser
30 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

31 **3.3 Materiales**

32
33 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
34 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
35 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
36 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
37 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
38 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
39
40
41

1 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
2 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
3 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
4 Reglamento actualmente vigente.

5 6 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

7
8 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
9 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
10 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
11 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
12 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

13
14 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
15 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
16 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
17 tiempo.

18
19 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
20 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
21 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
22 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

23 24 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

25
26 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se
27 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los
28 artículos 52 y 53.

29
30 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
31 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
32 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
33 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
34 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
35 Interventor.

36
37 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
38 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
39 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
40 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
41 deberán entregarse al Interventor.

1
 2 **3.6 Pruebas en Fábrica**
 3

4 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al
 5 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
 6 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
 7 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas
 8 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
 9 Inversionista.

10
 11 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
 12 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
 13 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
 14 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.
 15

16
 17
 18 **4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**
 19

20 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.
 21

22 **4.1 General**
 23

24 La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como
 25 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme
 26 el Numeral 8 del presente Anexo 1.
 27

28 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del
 29 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:
 30

ítem	Descripción	La Sierra 230 kV
1	Configuración	Interruptor y medio
2	Tipo de subestación	Convencional
3	Subestación nueva	No
4	Propietario de la Subestación	ISA-INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. y EPM E.S.P

31
 32 **4.1.1 Predio de la Subestación La Sierra 230 kV**
 33

34 La subestación La Sierra 230 kV, propiedad de ISA - INTERCOLOMBIA y E.P.M, se
 35 encuentra localizada en inmediaciones del municipio Puerto Nare, corregimiento la Sierra

1 (Antioquia), en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar
2 el Interesado):

3
4 Latitud: 06° 14' 04.5" N.
5 Longitud: 74° 33' 43.2" O.
6

7 De acuerdo a lo manifestado por INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P mediante oficio con
8 radicado UPME 20161110011682 "...Se cuenta con espacio disponible para 4 bahías en el patio
9 de 230 kV de la subestación. A nivel de 230 kV, los campos disponibles se encuentran ubicados
10 junto a la bahía de línea La Sierra – Purnio 1 y bahía de línea La Sierra – Primavera...".

11
12 De acuerdo a lo manifestado por E.P.M E.S.P mediante oficio con radicado UPME
13 20161110034922 "...La subestación La Sierra 230 kV dispone del espacio físico para la instalación
14 de los equipos de patio requeridos para completar el corte C del diámetro 6 de la subestación de 230
15 kV de EPM...".

16
17 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la información anterior y la
18 suministrada en los documentos relacionados de la Convocatoria Pública por medio de
19 visitas técnicas o comunicaciones con ISA - INTERCOLOMBIA y EPM.
20

21 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
22 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
23 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
24 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
25 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
26 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
27 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
28

29 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los
30 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los
31 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
32 inversionista.
33

34 4.1.2 Espacios de Reserva

35
36 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
37 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar
38 que los espacios de reserva en las subestaciones no se verán afectados o limitados para
39 su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el
40 marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por
41 las bahías construidas en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con

1 excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado
2 antes del inicio de la convocatoria.
3

4 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

5
6 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
7 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
8 protección de la nueva bahía 230 kV, con la infraestructura existente que pueda verse
9 afectada por el desarrollo del Proyecto.

10
11 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
12 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
13 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
14 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

15 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

16
17
18 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
19 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios
20 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

21 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

22
23
24 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
25 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

26
27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de la conexión a 230
28 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías
29 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el
30 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
31 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se
32 requiera, las vías de acceso a predios de la Subestación y/o adecuaciones que sean
33 necesarias.

34
35 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
36 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
37 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
38 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
39 componentes:
40

- 1 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
2 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
3 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
4 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
5 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
6 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
7 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
8 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral
9 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
10 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
11
- 12 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
13 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
14 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
15 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
16 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
17 asociadas.
18

19 Para la ampliación de la Subestación La Sierra 230 kV se deberá tener en cuenta que se
20 utilizará un terreno disponible en una subestación existente. Será responsabilidad del
21 Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los
22 servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente
23 deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y
24 configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y elementos
25 requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.
26

27 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
28 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
29 análisis.
30

31 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
32 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
33 la modifique o sustituya).
34

35 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

36 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
37 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
38 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
39 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
40 *Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
41

1 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
2 eminentemente técnicos y de calidad.

4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

6 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
7 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
8 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la
9 de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al Interventor de las
10 memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar
11 las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

4.4 Procedimiento General del Diseño

15 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 17 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
18 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

20 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
21 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
22 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
23 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
24 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
25 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
26 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
27 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
28 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
29 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
30 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
31 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
32 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
33 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
34 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
35 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
36 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
37 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
38 operación y mantenimiento.

1 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
2 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
3 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
4

5 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
6 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
7 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
8 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
9 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
10 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
11

12 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
13 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
14 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
15 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
16 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
17

18 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
19 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
20

21 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
22 documento de cumplimiento obligatorio.
23

24 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
25 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
26 pruebas.
27

28 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
29 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
30 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
31 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
32 mantenimiento.
33

34 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
35 entregada a la Interventoría para revisión.
36

37 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

38

39 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
40 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
41 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la

1 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
2 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
3 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

4
5 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
6 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
7 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
8 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
9 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
10 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
11 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
12 del caso.

13 14 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

15
16 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
17 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
18 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
19 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
20 Ingeniería Básica.

21
22 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque
23 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en
24 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
25 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
26 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
27 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
28 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
29 del caso.

30
31 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
32 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
33 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
34 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Transmisor.

35
36 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
37 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
38 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Transmisor y a la UPME
39 si es del caso.

40

1 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
2 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

4 **4.4.3 Estudios del Sistema**

5
6 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes
7 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el
8 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se
9 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias
10 de cálculo:

- 11
- 12 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
13 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
14 y de resistividad.
- 15
- 16 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 17
- 18 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
19 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 20 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 21
- 22 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
23 distancias eléctricas.
- 24
- 25 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
26 y a corto circuito.
- 27
- 28 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
29 aislados.
- 30
- 31 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 32
- 33 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 34
- 35 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 36
- 37 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 38
- 39 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
40 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 41

1 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
2 de fallas.

3
4 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
5 como mínimo los siguientes aspectos:

6
7 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

8
9 - Origen de los datos de entrada.

10
11 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
12 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.

13
14 - Resultados.

15
16 - Bibliografía.

17 18 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

19
20 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
21 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

22 23 **4.5 Equipos de Potencia**

24 25 **4.5.1 Interruptores**

26
27 Los interruptores de potencia a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición
28 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
29 suministrar:

- 30
31
- 32 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
 - 33 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
 - 34 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages
35 of 52 kV an above"
- 36

37 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
38 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

1 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,
2 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de
3 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay
4 Applications to Power System Buses".

5
6 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
7 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
8 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
9 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
10 totalmente independientes.

11
12 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
13 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
14 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
15 Interventoría.

16
17 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
18 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los
19 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
20 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
21 pruebas a su costa.

22 23 **4.5.2 Descargadores de Sobretensión**

24
25 Los descargadores de sobretensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
26 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
27 suministrar

- 28
- 29 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for
- 30 a.c. systems"
- 31 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
- 32 controlgear".
- 33

34 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
35 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
36 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
37 Interventoría.

38
39 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
40 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los
41 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en

1 ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
2 pruebas a su costa.

4.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

6 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 230 kV, deben cumplir las
7 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
8 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

17 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
18 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
19 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
20 Interventoría.

22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
23 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los
24 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en
25 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
26 pruebas a su costa.

4.5.4 Transformadores de Tensión

30 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de
31 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
32 suministrar:

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor dividers".
- Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".

- IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

Pruebas de rutina: los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

4.5.5 Transformadores de Corriente

Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-1: "Current Transformers".
- IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

Pruebas de rutina: los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
2 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
3 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
4 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
5 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
6

7 **4.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

8
9 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
10 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
11 siguiente normatividad:
12

13 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
14 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
15 lo indicado en estas especificaciones.
16

- 17 • Instrument transformer – IEC6189
- 18 • Insulation Coordination – IEC60071
- 19 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 20 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 21 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 22 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 23 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 24 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 25 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 26 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 27 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 28 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639
- 29

30 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
31 pruebas mecánicas y pruebas de gas.
32

33 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
34 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.
35

36 **4.5.7 Sistema de Puesta A Tierra**

37
38 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
39 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.
40

1 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
2 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
3 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

4
5 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
6 más cercano y conveniente.

7
8 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
9 tierra.

10
11 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
12 2 metros más allá de la cerca o malla de cerramiento.

13
14 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
15 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
16 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

17 18 **4.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

19
20 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
21 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
22 aterrizados con cables bajantes de cobre.

23
24 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
25 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
26 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

27 28 29 **4.6 Equipos de Control y Protección**

30
31 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
32 control y protección:

33 34 **4.6.1 Sistemas de Protección**

35
36 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
37 publicación IEC 60255 "Electrical relays", en la IEC 60870 "Telecontrol equipments and
38 systems" y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
39 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
40 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la

1 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
 2 respectivas normas equivalentes ANSI.

3
 4 El esquema de protección de líneas deberá consistir en dos protecciones principales de
 5 línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de
 6 distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá
 7 consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla
 8 interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión;
 9 supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar
 10 disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

11
 12 Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la
 13 Subestación.

14
 15 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
 16 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
 17 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 18 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 19 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 20 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 21 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 22 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

23
 24 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 25 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 26 modificaciones.

4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

27
 28 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 29 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0.</p> <p>Corresponde a la comunicación entre los</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
 2 **4.6.2.1 Características Generales**
 3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
 5

6 El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la
 7 ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales
 8 en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también
 9 garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de
 10 información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse
 11 protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control
 12 ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos,
 13 control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la
 14 arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser
 15 entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de cumplimiento.
 16

1 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
2 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
3 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
4 del sistema, etc.

5
6 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
7 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
8 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 9
10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
11 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
12 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
13 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
14 entre equipos vía la red.
15 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
16 Automatización de la Subestación.
17 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
18 funciones:
19 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
20 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
21 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
22 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
23 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
24 sin perturbar ni detener el sistema.
25 ○ Mantenimiento de cada equipo.
26 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
27 protecciones del sistema.
28

29 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
30 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
31 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
32 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos
33 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y
34 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
35 Inversionista.

36
37 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
38 Subestación:
39

- Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

4.6.3 Controladores de Bahía

Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

1 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
2 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
3

4 **4.6.4 Controlador de los Servicios Auxiliares**

5
6 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
7 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
8 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
9

10 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
11 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
12 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
13 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
14 funcionalidades como mínimo:
15

- 16 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 17 • Despliegue de alarmas.
- 18 • Despliegue de eventos.
- 19 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 20 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
21 función.
- 22 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
23

24 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
25 para la comunicación.
26

27 **4.6.5 Switches**

28
29 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
30 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
31

- 32 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 33 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 34 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 35 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 36 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 37 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 38 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
39 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

4.6.6 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la Subestación.

La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

4.6.7 Equipos y Sistemas de Nivel 2

4.6.7.1 Controlador de la Subestación

Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para

1 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
2 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
3 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
4 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

4.6.7.2 Registradores de Fallas

8 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
9 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
10 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
11 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
12 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
13 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

4.6.7.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

17 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
18 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
19 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
20 información del proceso.

22 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
23 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
24 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.

- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

4.6.8 Requisitos de Telecomunicaciones

Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

4.7 Obras Civiles

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.

- Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.

4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

De acuerdo a lo manifestado por E.P.M E.S.P mediante oficio con radicado UPME 20161110034922 “...Este espacio cuenta con disponibilidad de malla de puesta a tierra (la cual deberá ser revisada y reforzada por el proyecto UPME según se requiera), pero no cuenta con obras construidas para la instalación...”.

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

1
2 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como
3 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos
4 del CND, vigentes:

- 5 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 6 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
7 asociadas.
- 8 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
9 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
10 protecciones.
- 11 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

12
13 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas
14 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
15 los fines pertinentes por la Interventoría.

16 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

17
18
19 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 20 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 21 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 22 • Diagrama Unifilar.
- 23 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
24 Proyecto.
- 25 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 26 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 27 • Cronograma de pruebas.
- 28 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
29 información definitiva.
- 30 • Protocolo de energización.
- 31 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 32 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
33 punto de conexión.
- 34 • Carta de declaración en operación comercial.
- 35 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
36 actualizados por el CND.
- 37
- 38
- 39

1 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

2
3 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
4 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
5
6

7 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

8
9 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
10 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
11 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
12
13

14 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

15
16 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 08 - 2016, recopilada por
17 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
18 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
19 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
20 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
21 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
22 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
23
24

25 **9. FIGURAS**

26
27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

28
29 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación La Sierra 230 kV